

XI-091 - ANÁLISE DE UMA ESTAÇÃO ELEVATÓRIA DE ÁGUA BRUTA MIGRAR AO MERCADO LIVRE DE ENERGIA

Leonardo Nascimento de Oliveira⁽¹⁾

Engenheiro Eletricista pela Universidade Federal do Vale do São Francisco (UNIVASF). Especialista em Energia Solar e Eólica pela POLI/UPE. Engenheiro Eletricista da COMPESA.

Luis Henrique Pereira da Silva⁽²⁾

Engenheiro Eletricista pela Universidade Federal de Pernambuco (UFPE). Mestre em Tecnologia da Energia pela Escola Politécnica de Pernambuco (POLI/UPE). Coordenador de Eficiência Energética da Companhia Pernambucana de Saneamento (COMPESA).

Milton Tavares de Melo Neto⁽³⁾

Engenheiro Eletricista pela UFPE. Mestre e Doutor em Engenharia Elétrica também UFPE. Especialista em Eficiência Energética da COMPESA.

Endereço⁽¹⁾: Avenida Saturnino de Brito, 472 - Cabanga - Recife - PE - CEP: 50090-310 - Brasil - Tel: (81) 3412-9081 - e-mail: luishenrique@compesa.com.br

RESUMO

Os gastos com energia elétrica representam em torno de 12% a 15% dos custos totais das companhias de água e saneamento. Isso representa entre 2 e 3% do consumo total de energia elétrica do país. Até 2004, todas essas companhias eram clientes cativos de suas respectivas distribuidoras de energia. A partir de 2004, foi instituído o mercado livre de energia no Brasil, permitindo a essas companhias a opção de escolha: permanecer no mercado cativo ou migrar para esse novo mercado livre. Logo, faz-se necessário que as companhias de saneamento façam uma análise de custos e dos riscos envolvidos para balizar uma eventual migração entre os mercados cativo e livre, com o objetivo de reduzir seus custos operacionais.

O presente trabalho objetiva realizar uma análise da viabilidade econômica e sustentável para o sistema Piparama passar a ser atendido pelo mercado livre de energia. De posse do histórico do consumo e custo com energia elétrica da referida unidade e conhecendo-se as tarifas de energia aplicadas pela concessionária local, é possível verificar o valor pago nas faturas de energia e comparar com o custo estimado com a unidade no mercado livre, os riscos de exposição ao mercado *spot*, a estimativa dos encargos setoriais e as despesas com a gestão de energia que pode ser feito por representação, os comercializadores de energia. Antes, porém, será realizado o desmembramento da “conta de energia” em duas componentes: componente de uso do sistema de distribuição e de energia propriamente dito. Essa última componente é a que será usada na comparação com o resultado obtido no mercado livre. Uma vez que a outra componente estará presente em ambos os mercados.

PALAVRAS-CHAVE: Mercado livre de energia, eficiência energética, redução e custos.

INTRODUÇÃO

Os sistemas de abastecimento e de esgotamento sanitário, são responsáveis por, aproximadamente, 3% da energia consumida no mundo. No Brasil, a situação não é diferente e, de acordo com dados de 2008 do Programa Nacional de Conservação de Energia para o Setor de Saneamento – PROCEL SANEAR, entre 2 e 3% do consumo total de energia elétrica no nosso país, o equivalente a cerca de 10 bilhões de kWh/ano, são consumidos por prestadoras de serviços de água e esgotamento sanitário. Este consumo refere-se aos diversos usos nos processos de abastecimento de água e de esgotamento (GOMES, 2010).

Segundo Tsutiya (2005), cerca de 90% dos gastos com energia elétrica das concessionárias de água devem-se às elevatórias dos sistemas de abastecimento público. A eficiência energética em sistemas de abastecimento de água mostra-se como uma grande oportunidade para redução de custos operacionais nas empresas do setor de saneamento.

A COMPESA (Companhia Pernambucana de Saneamento) mantém esse cenário das empresas de saneamento e faz uma gestão de energia visando uma maior eficiência nas suas unidades operacionais. A companhia possui

em torno de 1600 conta contratos vinculados ao seu CNPJ e com um faturamento de energia mensal superior a R\$ 15 milhões, mesmo com os descontos de 15% estabelecidos pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) para o setor de saneamento e a isenção de ICMS nas operações de energia elétrica imposta pelo Governo de Pernambuco desde novembro de 2012, conforme Decreto 38788/2012. O consumo de energia mensal é superior a 45 GWh e as 40 unidades com o maior consumo de energia elétrica correspondem a um percentual aproximado de 48% do total de seus custos, demonstrando como é de vital importância a gestão adequada do insumo energia elétrica. Cerca de 95% desse consumo refere-se a unidades operacionais (estações de bombeamento e de tratamento) sendo, na sua maioria, referentes às estações elevatórias de captação de água, em virtude da morfologia dos sistemas (NETO, 2018). O sistema de maior consumo da companhia é justamente o objeto deste trabalho, o sistema Pirapama.

Esse sistema entrou em funcionamento a partir do segundo semestre de 2010. Considerada uma das maiores obras hídricas do país, o sistema Pirapama aumentou em cerca de 50% a oferta de água nos municípios pertencentes à região metropolitana de Recife, livrando-os de um racionamento que perdurou por mais de 20 anos. É composto por uma barragem de concreto, uma Estação Elevatória de Água Bruta – EEAB, cerca de 4 km de adutora de água bruta, uma Estação de Tratamento de Água – ETA e aproximadamente 20 km de adutora de água tratada. No final do processo, tem-se mais de 5.000 l/s de água tratada para a população (SILVA, 2015). O sistema é composto por 5 motores com potência de 1.600 cv, em que 4 operam de maneira intermitente e 1 fica de reserva, são alimentados por uma subestação elétrica abaixadora de 69kV para 4,16kV. Em situações especiais pode ter a necessidade de acionar a reserva e a unidade operar com 5 motores. O consumo médio no período de 2014 a 2018 foi em torno de 3.067MWh. Quando houve a necessidade de acionar mais um motor o contrato de demanda foi reajustado, com isso não ocorreu penalização de multa por ultrapassagem de demanda.

A figura 01 mostra a curva de carga do sistema no dia que houve aumento de carga. A princípio os 4 motores estavam acionados em que foi registrada a demanda de 4500kW, após a partida do quinto motor passou a registrar uma demanda de 4500kW. No ano de 2018 o fator de carga médio teve o valor de 0,90 para ponta e 0,88 fora ponta, o fator de carga próximo a 1 indica que o sistema está sendo utilizado de forma racional.

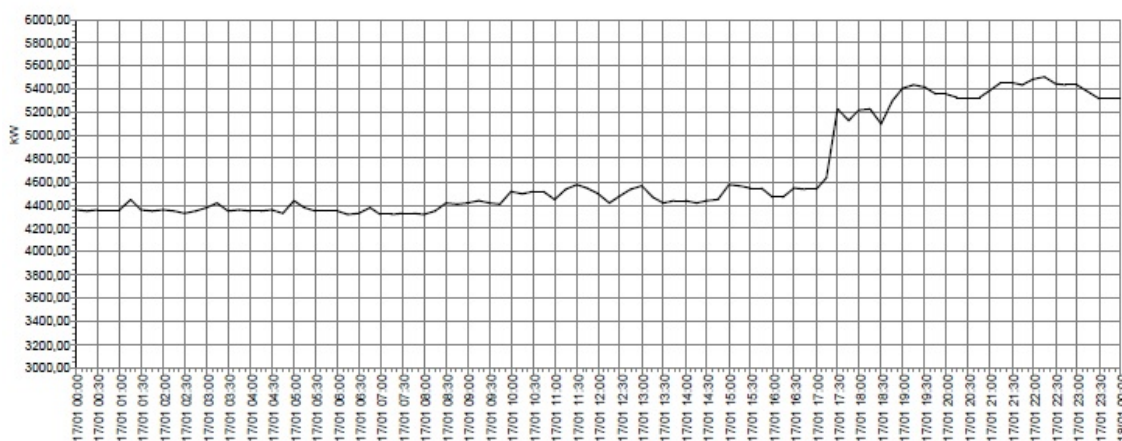


Figura 01: Curva de carga diária

Atualmente, o sistema analisado é um consumidor cativo em que são permitidos apenas comprar energia da distribuidora detentora da concessão ou permissão na área onde se localizam as instalações. A COMPESA tem os contratos de uso da distribuição (CUSD) e o de compra de energia regulada (CCER) junto à CELPE. As tarifas são reajustadas anualmente, no mês de abril, e são cobrados os impostos de PIS e COFINS, além disso, a ANEEL divulga no final de cada mês a situação da bandeira tarifária do mês seguinte.

No Ambiente Contratação Livre (ACL) preços, prazos de concessão e montantes de energia podem ser livremente negociados entre os agentes envolvidos (agentes geradores, comercializadores e os consumidores ditos “livres”), sendo os contratos e transações obrigados a serem registrados na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) (RIZKALLA, 2018). O papel dos comercializadores de energia é fundamental no

ambiente, eles são os responsáveis por intermediar as negociações de compra e venda de energia entre os geradores e os consumidores livres. A compra da energia por parte da comercializadora se dá por contratos bilaterais de curto, médio ou longo prazo ou no mercado *spot*. (CLÍMACO, 2010).

Para se tornar um cliente no mercado livre é necessário seguir os requisitos básicos. A demanda contratada de, entre 500kW e 3MW para se tornar consumidor especial e a partir de 3 MW para se tornar livre (ABRACEEL, 2016). O consumidor especial pode contratar energia proveniente apenas de usinas eólicas, solares, a biomassa, pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) ou hidráulica de empreendimentos com potência inferior ou igual a 50.000 kW, as chamadas fontes especiais (ou incentivadas) de energia, enquanto que os consumidores livres podem contratar energia proveniente de qualquer fonte de geração. Para os consumidores especiais tem o incentivo de redução, não inferior a 50%, nas tarifas de uso do sistema de transmissão e distribuição.

MATERIAIS E MÉTODOS

A tarifa de energia ambiente contratação regulada (ACR), de forma simplificada, é dividida em duas parcelas: a Tarifa de Energia (TE) e a Tarifa de Utilização de Serviços de Distribuição (TUSD). A primeira parcela, a qual há o interesse de valorar, é composta pelos custos de aquisição da energia e pelos percentuais de perdas na rede básica do SIN. Já a segunda parcela, como o próprio nome diz, cobre os custos operacionais e de investimento da distribuidora local, e é paga por qualquer consumidor, seja este cativo ou livre, ou seja, é a parcela em comum aos dois ambientes. (RIZKALLA, 2018).

NOTA FISCAL FATURA CONTA DE ENERGIA ELÉTRICA			
DADOS DO CLIENTE COMPANHIA PERNAMBUCANA DE SANEAMENTO EEAB BARRAGEM PIRAPAMA CNPJ: Inscrição Estadual: ENDEREÇO RUA BARRAGEM PIRAPAMA 1 s/n -PR EEAB Barragem de Pirapama ENGENHO NOVO/CABO 54500-001 CABO DE SANTO AGOSTINHO PE	DATA DE VENCIMENTO 10/12/2018 TOTAL A PAGAR (R\$) 1.018.001,43	DATA DA EMISSÃO DA NOTA FISCAL 30/10/2018 DATA DA APRESENTAÇÃO 05/11/2018 NÚMERO DA NOTA FISCAL 037569768	CONTA CONTRATO Nº DO CLIENTE Nº DA INSTALAÇÃO
	CLASSIFICAÇÃO A3 Horo-sazonal Azul SERVIÇO PÚBLICO - ÁGUA, ESGOTO E SANEAMENTO		
	RESERVADO AO FISCO 3C17.E94A.7E1C.7CCF.B036.08C3.03E3.15D8		
	DESCRIÇÃO DA NOTA FISCAL E INFORMAÇÕES IMPORTANTES		
DESCRIÇÃO	QUANTIDADE	PREÇO(R\$)	VALOR(R\$)
Demanda Ativa Na Ponta(kW)	4.600,000000	11,77370823	54.159,05
Demanda Ativa Fora de Ponta(kW)	4.622,400000	6,75555094	31.226,85
Demanda Reativa Exc. Na Ponta(kVAR)	0,000000	7,94770699	0,00
Demanda Reativa Exc. Fora de Ponta(kVAR)	0,000000	7,94770699	0,00
BANDEIRA VERMELHA			
Consumo Ativo Na Ponta(kWh)	257,641,200000	0,41456992	106.810,29
Consumo Ativo Fora Ponta(kWh)	2.916.360,000000	0,28316300	825.805,24
Consumo Reativo Exc. Na Ponta(kVARh)	0,000000	0,25548869	0,00
Consumo Reativo Exc. Fora Ponta(kVARh)	0,000000	0,25548869	0,00

Figura 2: Imagem da fatura no ciclo 10/2018

A figura 03 retrata a cobrança da CELPE no mês de outubro/2018, período de leitura 21/09/2018 a 23/10/2018. Os custos provenientes da demanda ativa na ponta e fora ponta são referentes a TUSD, enquanto que os custos do consumo ativo na ponta e fora ponta são destinados a TE.

Como o nível de tensão da subestação que alimenta a unidade é 69kV, pela legislação da ANEEL, compulsoriamente, a modalidade contratada é a horária-azul (THA A3) o que consiste em duas tarifas de demanda contratadas horo sazonal, referente à infraestrutura de distribuição, e duas tarifas de consumo, concernente a energia. Portanto, o custo com energia elétrica é dividido em quatro parcelas sem considerar as multas técnicas que podem ocorrer (multas por ultrapassagem de demanda e por baixo fator de potência).

A partir do momento que as empresas migram para o mercado de energia, os custos relacionados com a disponibilidade de energia, que são os custos de demanda de energia, permanecem iguais, pois a concessionária continua responsável pela entrega de energia. Assim como as multas técnicas que podem ocorrer no ciclo. Portanto, a análise será feita baseado nos custos referentes ao consumo de energia elétrica.

Como a unidade tem a demanda contratada de 4600kW, tem a possibilidade de migrar para o mercado livre. No ACL para realizar o contrato de compra e venda de energia são necessárias informações para iniciar as tratativas: valor da energia (R\$/MWh), duração do contrato, quantidade de energia a ser comercializada em MWh, potência associada (MWmédio) disponível em um ponto de entrega representativo, geralmente no centro de gravidade do submercado e condição de flexibilidade, sazonalidade e modulação. O valor da energia na negociação com uma comercializadora depende justamente da característica da carga, o tempo de contrato e da flexibilidade exigida do consumidor, além disso as tarifas de energia são reajustadas anualmente pelo índice da inflação (IGPM ou IPCA).

O consumidor livre deverá informar o seu consumo e será responsável pela contratação total da energia, a compra dessa energia é feita por estimativa, por isso, é comum o montante de energia adquirido ser diferente da energia consumida. No caso de não atingir ou ultrapassar a quantidade de energia contratada, é necessário que seja vendida ou comprada essa diferença. Para essa comercialização, há uma tarifa diferenciada chamada Preço de Liquidação das Diferenças (PLD). (RIZKALLA, 2018). No caso de a energia contratada ser inferior ao consumo registrado, o consumidor ficará sujeito a penalidades e irá adquirir o restante da energia no mercado de curto prazo, ficando exposto ao preço do PLD. Por isso, é muito importante o controle no consumo, e tem a necessidade de respeitar o contrato e a sua flexibilidade para não aumentar o custo com energia.

Para ser possível realizar o comparativo entre a energia consumida e contratada é necessário a adequação do sistema de medição para faturamento (SMF). Os custos da implantação da medição e aquisição dos equipamentos é integralmente do consumidor. Porém, o responsável pelo registro da medição na CCEE é o agente de medição que, no caso dos consumidores livres, fica a cargo da concessionária local (CLÍMACO, 2010). A medição física consiste no processo de coleta e tratamento dos dados de energia dos medidores, em que calcula a diferença entre as energias. Para cada período de comercialização, o sistema apura as diferenças entre a energia verificada e a energia contratada e valora essas diferenças ao PLD no mercado de curto prazo ou *spot* (RIBEIRO, 2015). A coleta de dados nos pontos de medição ocorre a cada 5 minutos em kWh e repassa os dados para o Sistema de Coleta de Dados de Energia (SCDE) que verifica as informações e os integraliza para cada hora. As perdas técnicas, decorrentes do efeito Joule na rede básica, existentes na transmissão entre os pontos de consumo e os pontos de geração são rateadas pelos agentes consumidores e geradores. A tal processo denomina-se ajuste ao centro de gravidade do submercado. O centro de gravidade é um ponto virtual para cada submercado, onde os valores de geração e consumo daquele submercado são iguais (CLÍMACO, 2010). As considerações pelas perdas técnicas são fundamentais no momento da contratação para não haver um equívoco e contratar um valor menor. Com as informações entre o consumo contratado e o registrado ocorrem os processos de contabilização e liquidação financeira. A contabilização é responsável pela liquidação no mercado *spot*, enquanto que a liquidação financeira é responsável pelas garantias financeiras. Na contabilização tem-se custo adicional às transações, pago pelos consumidores. Trata-se dos Encargos de Serviços do Sistema – ESS, correspondente aos serviços realizados pelos agentes de geração para preservar a estabilidade e a segurança do Sistema Interligado Nacional (CLÍMACO, 2010).

RESULTADOS OBTIDOS

Para a obtenção dos resultados, foi necessária a realização de simulações em planilhas, do conhecimento das regras do mercado livre de energia e da estrutura tarifária existente pela concessionária local para comparar com os dois custos. A partir dos custos do ano de 2018 foi dividido o custo mensal da unidade representado pela TE e pela TUSD. Como a TUSD é comum nos dois ambientes, foi analisado os custos na TE e calculado o valor médio da tarifa (R\$/MWh) no ACR no ano de 2018, para encontrar um valor limite da tarifa no ACL. Além disso, a partir do histórico de consumo no período de 2014 a 2018 calculou qual seria o montante de energia a ser contratada no ACL em cada mês a partir da média do consumo e com uma flexibilidade de 10% e como seria o custo final no ano de 2018.

A tabela 01 demonstra os valores de consumo (MWh) em cada ciclo, a parcela que foi paga referente ao TUSD (R\$), o montante pago em função ao TE (R\$), o custo total (R\$) e a relação entre o TE e o consumo (R\$/MWh). O preço médio mensal pago pelo consumo faturado no período estudado foi de 263,34 R\$/MWh.

Ciclo	Consumo (MWh)	TUSD (R\$)	TE (R\$)	Custo Total(R\$)	TE/MWh (R\$/MWh)
Janeiro	3.060,05	65.441,39	711.009,00	776.450,39	232,35
Fevereiro	3.133,55	72.236,09	698.487,96	770.724,05	222,91
Março	2.933,61	71.068,30	664.873,81	735.942,11	226,64
Abril	3.500,16	73.340,14	775.634,04	848.974,18	221,60
Maio	3.039,82	85.544,72	776.524,41	862.069,13	255,45
Junho	3.006,37	86.127,62	856.893,76	943.021,38	285,03
Julho	3.095,25	86.710,10	927.759,34	1.014.469,44	299,74
Agosto	2.674,64	89.273,16	823.816,65	913.089,81	308,01
Setembro	2.872,68	87.133,11	865.489,99	952.623,10	301,28
Outubro	3.174,00	85.385,90	932.615,53	1.018.001,43	293,83
Novembro	2.977,75	85.732,71	791.781,61	877.514,32	265,90
Dezembro	3.342,83	90.773,09	826.841,24	917.614,33	247,35
Média	3.067,56	81.563,86	804.310,61	885.874,47	263,34

Figura 3: Consumo e custo mensal do ano de 2018

A tabela 02 demonstra os dados de consumo da unidade entre os anos de 2014 a 2018. Com posse desses dados simula como seria a contratação pelo ACL por sazonalidade, cada valor sendo contratado por mês, e com flexibilidade de 10%. O valor a ser contratado seria a média do consumo em cada ciclo.

Ciclo	2014 (MWh)	2015 (MWh)	2016 (MWh)	2017 (MWh)	2018 (MWh)	MWh Contratado	Flexibilidade Mínima (MWh)	Flexibilidade Máxima (MWh)
Janeiro	3.140,20	3.068,34	2.948,95	3.212,16	3.060,05	3.085,94	2.623,05	3.548,83
Fevereiro	2.652,64	3.015,99	2.934,45	3.446,29	3.133,55	3.036,58	2.581,10	3.492,07
Março	2.895,80	3.013,85	2.641,16	3.489,51	2.933,61	2.994,79	2.545,57	3.444,00
Abril	2.873,61	2.962,67	2.526,25	2.956,15	3.500,16	2.963,77	2.519,20	3.408,34
Maio	3.096,32	2.842,14	2.820,50	3.124,13	3.039,82	2.984,58	2.536,89	3.432,27
Junho	2.900,25	2.679,73	2.446,47	2.365,23	3.006,37	2.679,61	2.277,67	3.081,55
Julho	2.918,18	2.452,51	2.539,48	3.193,61	3.095,25	2.839,81	2.413,84	3.265,78
Agosto	2.871,78	2.547,16	2.830,33	3.123,46	2.674,64	2.809,48	2.388,05	3.230,90
Setembro	3.109,24	2.409,97	2.554,86	2.913,17	2.872,68	2.771,98	2.356,19	3.187,78
Outubro	2.801,57	2.885,28	2.819,93	3.076,33	3.174,00	2.951,42	2.508,71	3.394,14
Novembro	2.913,71	2.576,52	2.537,59	2.871,16	2.977,75	2.775,35	2.359,04	3.191,65
Dezembro	2.597,89	2.475,24	2.698,69	2.952,96	3.342,83	2.813,52	2.391,49	3.235,55

Figura 4: Histórico de consumo de 2014 a 2018 com a média por mês e flexibilidade de 10%.

Analisando a tabela, verifica que os meses 02/2014, 07/2015, 09/2015, 12/2015, 03/2016, 04/2016, 07/2016 e 06/2017 ficaram na exposição negativa. Enquanto que os meses 09/2014, 02/2017, 03/2017, 07/2017, 08/2017, 04/2018, 06/2018, 12/2018 ficaram na exposição positiva. Com isso, nesses meses seria passível de penalidades pelo CCEE e nos meses de exposição positiva seria necessário adquirir o excedente pelo PLD.

A partir dos dados de 2018, faz a simulação de quanto seria pago em energia, caso a unidade já estivesse no mercado livre de energia. Nesse caso calculou uma TE de 150 R\$/MWh e com o PLD máximo de 505,18

R\$/MWh nos ciclos 04/2018, 06/2018, 12/2018 em que houve exposição negativa. A tabela 03 mostra essa análise demonstrando os valores da TE que foi pago no ACR com a simulação no ACL, assim como os custos representado pela TE em cada ambiente.

Ciclo	2018 (MWh)	MWh Contratado	ACL (R\$)	ACR (R\$)	TE ACL (R\$/MWh)	TE ACR (R\$/MWh)
Janeiro	3.060,05	3.085,94	462.891,13	711.009,00	151,27	232,35
Fevereiro	3.133,55	3.036,58	470.032,74	698.487,96	150,00	222,91
Março	2.933,61	2.994,79	449.217,90	664.873,81	153,13	226,64
Abril	3.500,16	2.963,77	715.539,66	775.634,04	204,43	221,60
Maio	3.039,82	2.984,58	455.972,76	776.524,41	150,00	255,45
Junho	3.006,37	2.679,61	567.012,59	856.893,76	188,60	285,03
Julho	3.095,25	2.839,81	464.287,14	927.759,34	150,00	299,74
Agosto	2.674,64	2.809,48	421.421,40	823.816,65	157,56	308,01
Setembro	2.872,68	2.771,98	430.902,72	865.489,99	150,00	301,28
Outubro	3.174,00	2.951,42	476.100,18	932.615,53	150,00	293,83
Novembro	2.977,75	2.775,35	446.662,62	791.781,61	150,00	265,90
Dezembro	3.342,83	2.813,52	689.422,87	826.841,24	206,24	247,35

Figura 5: Simulação no ACL com os valores de consumo e custo de 2018

ANÁLISE DOS RESULTADOS

Pelos dados de 2018, foi demonstrado que preço médio mensal pago pelo consumo faturado para a concessionária foi de 263,34 R\$/MWh. O que significa que para migrar ao mercado livre de energia é vantajoso desde se obtenha uma tarifa menor que esse valor, lembrando que ainda tem os custos de adequação ao SMF obrigatório, de adesão ao CCEE e dos encargos. Esse valor é importante para comparar com os valores oferecidos pelas comercializadoras

CONCLUSÕES/RECOMENDAÇÕES

Fica evidente que a redução nos custos com energia elétrica pode ajudar as empresas de saneamento, que podem ter sistemas mais eficientes. Até nos meses em que houve exposição ao PLD, o valor da TE foi menor no ACL, a partir da tarifa de 150 R\$/MWh. No entanto, a inserção da unidade no mercado livre requer um cuidado maior por parte dos gestores de energia da companhia que precisa estar bem alinhado com o setor de operação. As regras precisam ser respeitadas e em nenhuma hipótese pode haver aumento de carga fora do previsto, visto que iria expor ao PLD, que é flutuante e acarretaria num aumento do custo indesejável e que seria atuado pelos órgãos de controle.

A simulação foi realizada baseado no histórico, porém no mercado livre de energia é necessário que a contratação seja realizada antes do consumo. No momento da contratação todos os cenários precisam ser avaliados, inclusive uma flexibilidade maior, nesse caso 10%, aumentando essa flexibilidade para 19% não deixaria a unidade exposta ao PLD. Além disso, requer um cuidado maior com o controle do consumo necessitado de aumento na equipe da companhia para controlar os contratos junto à CCEE. Outro fato a ser destacado é que no momento em que a unidade não ser mais um consumidor cativo não terá o apoio da concessionária para possível reparo ou manutenção na sua subestação em 69kV. O estudo que foi realizado para a unidade em questão é algo que pode ser facilmente replicado em outras unidades com as características que atendam ao mercado livre

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. GOMES, H. P. Sistemas de Saneamento - Eficiência Energética. João Pessoa-PB. Editora Universitária, 2010. 1. Ed. 366 p.
2. TSUTIYA, M. T. Redução do custo de energia elétrica em sistemas de abastecimento de água. São Paulo: Associação Brasileira de Engenharia Sanitária e Ambiental, 2005. 1ª edição. 376 p.
3. DECRETO Nº 38788/2012. Introduz alterações na Consolidação da Legislação Tributária do Estado, relativamente a benefício fiscal concedido por Convênio ICMS. DOE – PE em 1 novembro de 2012
4. NETO, A. J. S. Consultoria de Apoio Técnico à Companhia Pernambucana de Saneamento – COMPESA para Elaboração de um Programa de Investimentos e Intervenções. Brasília, dezembro de 2018
5. SILVA, L. H. P. Eficiência Energética no Saneamento Ambiental – Um Caso de Sucesso no Nordeste do Brasil. Recife-PE. 2015
6. RIZKALLA, F. F. Migração para o mercado livre de energia: estudo de caso do centro de tecnologia da universidade federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro – RJ. UFRJ. 2018.
7. CLÍMACO, F. G. Gestão de consumidores livres de energia elétrica. São Paulo – SP. USP, 2010
8. ABRACEEL. Cartilha - Mercado Livre de Energia Elétrica: Um guia básico para consumidores potencialmente livres e especiais. Disponível em http://www.abraceel.com.br/archives/files/Abraceel_Cartilha_MercadoLivre_V9.pdf. Relatório técnico. 2016.
9. RIBEIRO, L.H.M, Risco de mercado na comercialização de energia elétrica: uma análise estruturada com foco no ambiente de contratação livre – ACL. São Paulo, 2015. USP